第27卷 第3期 腐蚀科学与防护技术 Vol.27 No.3
2015年5月 CORROSION SCIENCE AND PROTECTION TECHNOLOGY May 2015

经验交流

输气管道腐蚀风险评价技术应用研究

陈利琼 吴世娟 卢泓方 黄 坤 刘籽麟

西南石油大学石油与天然气工程学院 成都 610500

摘要：以XX管段为对象，利用管线腐蚀调查中的CIPS、DCVG等方法，得到该条天然气管线腐蚀主要影响因素，结合检测数据，开展了腐蚀程度评价。对管道各段进行适应性评价，识别管道高风险和高后果区域，并提出减缓风险的建议。

关键词：输气管道 腐蚀 风险评价 检测

中图分类号：TU991.38 **文献标识码：**A **文章编号：**1002-6495(2015)03-0288-07

1 前言

在役的埋地管道中，多部分已经服役了30 a。如果含有缺陷，运行过程中很有可能发生腐蚀泄漏或者爆炸等问题，导致恶性事故的发生，造成巨大的损失。大多埋地管道受到内在和外来众多因素的破坏，包括擦痕、划痕、蚌眼、凹坑等机械损伤，这些都是影响其设计寿命的“内伤”。管道因腐蚀破坏而造成的穿孔泄漏事故频繁发生，一旦发生事故，会带来相当大的经济损失、社会影响和环境危害。建立相应的管道腐蚀评价系统，已成为我国保证管道安全、高效运行，减少不安全的潜在因素，降低经济损失的技术瓶颈[1,2]。因此，以XX管线为例，针对管线实际情况，利用管线周围环境参数、现场实验数据、历史工况数据和相关研究成果，分析影响天然气管线发生失效的诸多因素，开展失效分析技术研究。对管道各段进行适应性评价，并进一步识别管道安全的主要影响因素，对其进行风险分析和评价，识别管道高风险和高后果区域，并提出减缓风险的建议。分析得到的研究成果有利于了解管线的实际承载能力和失效规律，预测出管线可能发生事故或存在隐患的管段，对管线的安全可靠运行具有重要的意义。

2 埋地天然气管道腐蚀风险评价方法——指数评分法

采用指数评分法，先将管道腐蚀分为土壤腐蚀性、占压、杂散电流、电性能、外防腐层及阴极保护系统六大类要素，再将六类要素分为若干的子评分要素，制定相应的子评分因素的评分准则，最终给出管道风险评估的定量评估结果[3-9]。

2.1 管道腐蚀的指数评分法评分标准

2.1.1 *第三方破坏评分* 表1为第三方破坏的评分由于天然气管道经过了复杂的地质环境，在施工时较容易实施管线的保护措施，在一定程度上碰坏防腐保温层或对输油管道造成刮痕、压坑等，且可能受到滑坡、坍塌、不均匀沉降等影响，在金属面上形成刮痕、压坑，进而造成应力集中，形成疲劳裂纹扩展或者造成应力腐蚀断裂，还有其它的人为破坏，如在河道上挖沙、抛锚、渔业、埋设等。

2.1.2 *腐蚀破坏评分* 埋地管道的腐蚀形式主要可分为内腐蚀和外腐蚀两种类型，其评分如表2所示。内腐蚀是由于天然气中H_2S、CO_2酸性气体与残存的水分、O_2发生化学反应造成的，具体原因是管道中的H_2S和有机硫在与H_2O掺混后与管壁的铁质反应生成FeS粉。形成的粉状物很容易堵塞管道，甚至当遇到一定比例时会自燃爆炸。应力腐蚀是指金属材料在固定拉应力和特定环境介质的共同作用下引起的破裂现象，主要与材料性能、环境腐蚀性和拉应力有关，其评分如表3所示。

2.1.3 *失误评分* 失误包括设计失误和人员操作失误。在管道的设计过程中，为简化设计，不得不采取一些简化模型来选取设计参数，会造成与实际状况的差异。减少人员误操作方面：提高操作人员的群体素质，包括管理水平、技术水平和敬业合作精神；加强第三方监督；操作人员要具有参与意识和主人翁责任感。

钢管安全因素评分如表4所示。系统安全因素如表5所示。最大允许操作压力MAOP与实际操作压力P之差值越大，对管道的安全越有利，出现事故的概率越小。

人员误操作中，优指设计单位有充分进行输管

定稿日期：2014-06-30

作者简介：陈利琼，女，1976年生，博士，副教授

通讯作者：吴世娟，E-mail：wushijuanswpu@126.com，研究方向为管道应力分析及管道安全与完整性

DOI：10.11903/1002.6495.2014.205



表1 第三方破坏评分

混凝土涂层		活动水平区		居民教育程度		巡线频率		巡线工的综合素质		管道线路状况	
无	0	高	0	保持友谊	0~5	每日巡线	10	优	5	优	5
有	7	中	6	保护公共意识	0~5	每周4次	8	良	3	良好	3
		低	9	管道常识	0~8	每周3次	6	中	2	平均水平	2
		无	15			每周2次	4	差	1	平均水平以下	1
						每周1次	2				
						每月1~4次	1				
						每月少于1次	0				

表2 管道内、外腐蚀评分

内腐蚀				外腐蚀									
介质腐蚀		内涂层		阴极保护		涂层质量	涂层检修	检查频率		土壤腐蚀		管材性能	
强	0	无	0	优	10	8	5	间隔6个月	5	强	0	优	10
中等	3	有	3	良	6	5	3	6个月~1年	3	较强	4	良	7
一般	6	缓蚀剂		中	3	3	1	1~2年	2	中	7	中	5
无	8	无	0	差	0	0	0	2年以上	0	弱	10	差	0
		有	3										

表3 应力腐蚀评分

腐蚀环境	最大允许操作压力百分数			
	0~21%	21%~50%	50%~75%	＞75%
强	9	6	3	3
中	12	9	6	3
弱	12	12	6	6
无	15	15	9	9

表4 钢管安全因素评分

埋设管道实际厚度/计算厚度	评分
1.00~1.10	2
1.11~1.20	5
1.21~1.30	9
1.31~1.40	12
1.41~1.60	16
1.61~1.80	25
＞1.80	

道设计的经验,尤其是对河流输油管道的设计,并有优秀第三方监督;良指设计单位有充分的设计经验,但第三方监督不得力,或有优秀第三方监督,但设计单位的设计经验欠缺;中指设计单位有充分设计经验,但无第三方监督;差指设计单位无经验,又无第三方监督,其评分如表6所示。

疲劳破坏评分如表7和8所示。在未裸露前要

表5 系统安全因素的评分

最大允许操作压力/实际操作压力应为比值	评分
＞1.90	25
1.75~1.90	16
1.50~1.74	12
1.25~1.49	8
1.11~1.24	5
1.00~1.10	1

考虑受内压波动的疲劳,而当出现裸露悬空后又可能受水流冲击,再产生涡激振动,而导致疲劳破坏。

管道失稳主要是由自重、洪水冲刷及土壤移动、河流改道等影响其评分如表9所示。管道由于水流冲刷等而裸露悬空并达到一定程度后,在自重的作用下可能发生变形、屈曲等。河流改道和管道处土壤移动都会造成管道应力集中,从而对管道的整体增加风险。土壤的移动包括河滩地段的土壤冻结作用、河岸滑坡、土壤含水的变化引起土壤的上凸和下凹等。

2.2 权重调整

指数评分法每项的评分分值反映了该评分因素可能的危险及危险变为事故的概率。其破坏因素可分为第三方破坏、腐蚀破坏、设计失误、误操作等四类。本文所述管道失效的五项因素中,每项均定为100分,即等概率出现,对评价结果产生权重失衡影

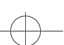




表6 误操作评分

等级	人员误操作	施工误操作	运营误操作		
			员工素质及培训情况	监督规范化及故障防范	操作规程完善和规范
优	20	40	10	5	10
良	14	24	8	4	8
中	7	12	6	2	5
差	0	0	3	1	2
维护误操作: 文件检查 0~2; 计划检查 0~3; 规程检查 3~5; 事故应急处理 0~5					

表7 管道外部情况评分

等级	小于极限跨长	大于极限跨长	大于极限跨长	极限跨长附近	裸露悬空程度	保护措施	
5%~10%	5~20	5~10	10		0~40	优	30
10%~20%	20~35	10~20	8	0		良	20
20%以上	35~40	20~25	6			中	10
						差	0

表8 管道内压波动因素评分

Z	循环次数 / N				
	$<10^3$	10^3~10^4	10^4~10^5	10^5~10^6	$>10^6$
1.00	14	10	6	2	0
0.90	14	12	8	4	2
0.75	20	14	10	6	4
0.50	22	16	12	8	6
0.25	24	18	14	10	8
0.10	26	20	18	12	10
0.05	28	22	18	14	12

表9 管道失稳、强度破坏评分

自重		洪水冲刷		土壤移动和河流改道可能性	
40 m以上	0	50年一遇	45	高	0
30~40 m	5	30年一遇	30	中	14
20~30 m	12	10年一遇	15	低	28
20 m以下	20	未考虑	0	无	35

表10 我国管道的权重调整值

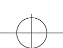
破坏因素	权重(幅值约5%)	破坏因素	权重(幅值约5%)
腐蚀破坏	42%	第三方破坏	30%
失误	10%	疲劳破坏	8%
失稳、强度破坏	10%		

响(见表10)。

目前分值权数的调整方法并不统一，按照我国管道建设20，30 a的实际情况和工艺水平，本文认为腐蚀破坏的权重比例需提高，设计失误比例与以前相比有较大下降，其它破坏因素的调整也参考有关专家的意见，得到我国管道的调整权重值。

3 某天然气管道腐蚀检测

在进行检测时，如果需要检测的影响因素较多，受检测条件的限制，可用检测出的某一种或几种代表性影响因素的检测值为依据，对阴保状况进行定性评价，并调整权重值大小。通常选取有代表性的影响因素，如杂散电流、覆盖层电阻率、阴极保护状况等。其中阴极保护状况又分别包括氧化还原电位、管地自然电位以及管地保护电位和阴极保护度等影响因素。需要指出的是杂散电流是一个很不稳定的物理测试量，很容易受到周围环境中的某些因素影响，其产生原因很复杂，一般都可以归结为电流泄漏和电位梯度两方面。本次工作做的内容有：杂散电流测试，电性能测试，外防腐层状况检测，阴极



保护系统测试，开挖检测，导波检测等。检测工作包括了井站A、B、D、E、F和阀室C。

3.1 杂散电流测试

根据本次管道检测对该输气管线进行了5处杂散电流测试，测试地点为各种可能出现杂散电流的地方，如表11所示。

经测试，5处测试点只有D处出现微弱的杂散电流干扰，说明该管线受杂散电流影响不大。

3.2 电性能测试

为确保管道沿线阀室、站场设备正常使用，提高管道沿线阴极保护的效果，本次检测按现行相关标准的规定对管线沿途的阀室、站场的绝缘法兰、绝缘接头、绝缘固定支墩、绝缘垫片等进行外观检验和绝缘性能测试；对跨接电缆或其它电连接设施进行外观检验及电连续性检测；对阳极地床埋设区域进行接地电阻和土壤电阻率测试。

3.2.1 绝缘性能测试 对站内的4个位置进行绝缘性能进行测试，其结果示于表12。

3.2.2 阳极地床接地电阻和土壤电阻率测试

通过测试，阳极地床的接地电阻为1.28 Ω，土壤电阻率为36.6 Ω·m，基本满足现行相关标准要求。

管线沿途所有阀室的绝缘法兰、绝缘接头、绝缘固定支墩等的绝缘性良好，表面防腐漆完好，阳极地床的接地电阻基本满足要求。

3.3 外防腐层状况检测

管道外防腐层检测 (交流电流衰减法) 此法为非开挖检测，采用交流电流衰减法进行检测，总体评价管道外防腐层并确定外防腐层破损点。当电流施加在管道上时，根据电流衰减变化的大小探测外防腐层绝缘电阻、破损点。使用此法还能提供其他信息，包括管道埋深、分支位置、搭接、电导系数等，也能区别单个异常点与连续的外防腐层破损区域。防腐层检测一般使用RD400-PCM、C-SCAN、SL2098等仪器中的一种。本次检测将管线从A站到F站分为8段进行了电流衰减测试，共196处测试点等级为优饿占93.57%。

3.4 阴极保护系统测试

常规参比电极法为传统的阴极保护测试方法，拟通过测试桩、管道暴露管点、开挖点或阀井测试管道沿线管地电位。需测试的内容有管道自然电位和阴极保护电位。通过测试桩管道保护电位，判断管道保护电位是否达到有效的保护 (是否低于−0.85 V)。CIPS法阴极保护系统的维护主要是测量管/地电位，常规的测量是在测试桩上进行的，其测量结果只能反映阴极保护系统的工作状况。采用近间距电位测量，沿管道每隔1~2 m测量一次管地电位，可以充分说明管道的保护情况，为阴极保护系统的管理提供有效数据。DCVG法即直流电压梯度法，电流经过土壤介质流入管道外防腐层破损而裸露的钢管处，会在管道外防腐层破损处的地面上形成一个电压梯度场，该方法具有不受交流电干扰的优点。

3.4.1 管地电位测量 本次检测过程中，主要是在开挖探坑、测试桩等位置进行管地电位测试，见表13。

由上表可看出电位都不足−850 mV，全线共测量管地电位9处，均未达到有效保护。

表11 杂散电流测试结果

地点	周边环境	信号波动	结论
A	无高压架空电线，仅几组民用电线	无明显波动	无明显杂散电流干扰
B	河边弯头处	无明显波动	无明显杂散电流干扰
C	稻田中	无明显波动	无明显杂散电流干扰
D	无高压架空电线，仅几组民用电线	轻微波动	有轻微杂散电流干扰
E	河边大坝处	无明显波动	无明显杂散电流干扰

表12 绝缘性能测试结果

位置	外观检测结果	两侧电位 / V	绝缘性能测试结果
站1	绝缘法兰、绝缘接头、压力表焊接处的表面防腐面漆完好	−0.766/−0.765	良好
2		−1.091/−0.781	良好
阀室3		−0.715/−0.712	差
4		−0.608/−0.572	良好



3.4.2 CIPS/DCVG检测　CIPS是评价阴极保护系统是否达到有效保护的首选标准方法之一，其原理是在有阴极保护系统的管道上通过测量管道的管地电位沿管道的变化来分析判断阴极保护是否有效。在阴极保护状况检测过程中同时进行DCVG测试。

管道分为三段进行测试：井站A至井站B、井站B至阀室C以及井站D至阀室C。根据管地电位沿管道的变化情况得出：各测试段的阴极保护电位都不足-850 mV。根据现行相关标准要求和以上测得的数据，全线管段有效保护率为0%，阴极保护效果不符合相关标准要求。如果该管线一直长时间运行很可能导致析氢、阴极剥离等危害管线的问题。

因此需要尽快实行相应的阴极保护系统，建议恒电位保护仪PS-1C：输出电流30 A；输出电压54 V；最大输出功率30 kW；最高保护电位-1.25 V；最低保护电位-0.85 V；安装地点：各站场；数量：2个。

3.5 导波检测

探伤点的一般产生在：(1) 制造、安装中返修过的焊接接头和安装时固定口的焊接接头；(2) 错边、咬边严重超标的焊接接头；(3) 闸室进出口第一道焊接接头或相近的焊接接头；(4) 穿跨越部位、出土与入土端附近的焊接接头、低洼点。所以对管道进行探伤应在上述部位的对接环焊缝和容易造成应力集中的部位进行检测。结合开挖探坑及管道沿线跨越情况，共进行2处导波检测。根据某跨越处导波的验证情况，导波检测中的管体腐蚀异常信号需要与管体缺陷相吻合。

使用长距离管道超声导波检测系统进行检测，根据管道缺陷低频超声波检测结果可得到结论：管体腐蚀状况不明显，其导波检测中的管体腐蚀异常信号与管体缺陷相吻合。

表13 管道管地电位测试表

序号	管道电位 / V	备注
1	-0.673	近参比
2	-0.765	近参比
3	-0.735	近参比
4	-0.773	近参比
5	-0.777	近参比
6	-0.747	近参比
7	---	近参比
8	-0.650	近参比
9	---	近参比

4 风险评价

4.1 因素风险评估值

该输气管道的管道规格Φ273.1×6.4，设计压力4.0 MPa，管线长度10.9 km，阴极保护方式采用强制电流。第三方破坏因素，腐蚀破坏因素及失误因素的评估示于表14~16。

计算得管道裸露程度低于极限跨长的15.8%，大于10%，小于20%，评分为20分。保护措施优，30分。内压波动因素：$Z=(P_{max}-P)/P=0.2$，评分为24分。疲劳破坏因素的得分为74分。

悬空为11 m，小于20 m，评分为20分；设计洪水为50年一遇，评分为45分；穿越处河床土壤为沙土，移动可能性为中，评分为14分。失稳、强度破坏因素得分为79分。

4.2 相对风险评估值

指数评分的和需要经过权重合理分配和调整后，经过计算而得的总评分值。

从指数评分结果看，在影响管道的五类因素中，腐蚀破坏因素评分较低，为54分，说明管道腐蚀情况较严重，与该段管道施工时防腐层质量不过关的情况相符，应该加强对此段管道的检测。

从管理相对风险数来看，该河流管道的管理相对风险数正常，部分管道已经进入危险期，应该采取措施加强监测，这与该段管道运行多年、超期服役，埋深较浅，套管内的保温材料存在吸水现象的实际

表14 第三方破坏因素评估

项目	得分	依据
最小埋深	41	低于河面深度为20分；低于河床深度为12分；有混凝土涂层为9分。
活动水平	3	因为有部分管道裸露，按中等活动水平区评分
公众教育程度	13	与居民保持友谊并有管道法教育，为13分
巡线频率	13	每周4次并且巡线工素质良好
线路状况	5	有明确的穿越标志
总分	75	总和

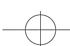



表15 腐蚀破坏因素评估

项目	得分	依据
内腐蚀	3	介质腐蚀为中等，3分；有内涂层3分；没有缓蚀剂0分
外腐蚀	33	全线阴极保护良好，6个月到一年检查一次，9分；管道防腐绝缘层厚度大且检修良好，6分；土壤腐蚀11分；材料性能7分
应力腐蚀	6	腐蚀环境为中等，6分
其他	12	有稳管措施，2分；检测6月到1年检测一次，3分；内检测2年以上检测一次，2分；使用年限10年以上，5分
总分	54	总和

表16 失误因素评估

项目	得分	依据
钢管的安全	2	该管道设计计算的厚度为6.4 mm，实际厚度为6.42~6.51 mm，实际厚度/计算厚度=1~1.02，2分
系统的安全因素	5	4.8/4.0=1.2，5分
人员误操作因素	61	该管道设计部门有充分进行该项工程设计的经验，但无整体的第三方监督，12分；施工误操作因素：该管道施工部门有充分进行该项工程施工的能力，但无整体的第三方监督，12分；运营误操作因素：员工素质和培训情况达到优，10分；操作规程基本完善和规范，评分为8分；监督机制和事故应急措施得当，4分。维护误操作因素：文件检查为2分，计划检查3分，规程检查5分，紧急事故处理方案及设备5分
总分	68	总和

情况符合。

从总体上看，该管道失效得分相差较大，部分区段失效后果非常严重；所评价管道的风险相对等级以较低、较高和高风险为主。较低风险相对等级有2段，长度百分比达9.75%；高风险相对等级4段，长度百分比为6.92%。

5 结语

经过近3个月的现场检测及计算分析，整个管道的安全状况较好。其中全线共发现破损点34处，平均破损率3个/km；防腐层优等级的占93.57%，等级较差的占1.76%；通过直接开挖探坑检测，未发现明显的管体缺陷。由于全线的阴极保护系统有效保护率为0%，它为管线未来生产运行的一大安全隐患。因此应针对管道阴极保护率较低的原因进行分析和评价，并进行修复和改造。

(1) 针对管道阴极保护率较低的原因进行分析和评价，提出有针对性的措施对全线阴极保护系统进行改造，确保管道的安全运行。

(2) 由于阴极保护的失效，为了确保管段的安全运行，须修复所有检测中发现的破损点。

(3) 对埋深不足管段，应使覆土层厚度达到要求，如条件限制无法增加，应用泥袋加固或做好标志牌，防止第三方破坏。

(4) 对占压的构筑物，应依据法规予以清理，同时做好预防工作，尽量不产生新的占压。对前述检测发现的埋深不足的地段，应加大埋深 (难度很大)；管道多处在湿陷性黄土中敷设，容易出现冲沟、坍塌、下陷，应做好水工保护。

(5) 着手开展管道大修，逐步在推力礅处施加牺牲阳极保护，管道以及止推件的外防腐最好采用特加强级环氧粉末外涂层，要控制好混凝土的含水量。

(6) 首先将坑检发现缺陷的200个破损点重新进行防腐和保温，接下来对剩余400个点有计划地进行开挖检测及处理。对超标缺陷处、弯头减薄、材质硬化处应采取补强等措施。

参考文献

[1] 何仁洋, 唐鑫, 赵雄等. 管道石油天然气腐蚀防护的相关技术研究进展 [J]. 化工设备与管道, 2013, 50(1): 53

[2] 潘一, 孙林, 杨双春等. 国内外管道腐蚀与防护研究进展 [J]. 腐蚀

科学与防护技术, 2014, 26(1): 77
[3] Tse P W, Wang X. Characterization of pipeline defect in guided-waves based inspection through matching pursuit with the optimized dictionary [J]. NDT E Int., 2013, 54: 171
[4] 陈振华, 钱昆, 段冲等. 油气站场管道腐蚀检测方法及节点控制 [J]. 管道技术与设备, 2013, (5): 44
[5] 董绍华, 韩忠晨, 刘刚. 管道系统完整性评估技术进展及应用对策 [J]. 油气储运, 2014, 33(2): 121
[6] Zhang S, Zhou W, Qin H. Inverse Gaussian process-based corrosion growth model for energy pipelines considering the sizing error in inspection data [J]. Corros. Sci., 2013, 73: 309
[7] 巨佳, 刘天时. 计算机控制的超声导波技术在石油管道腐蚀检测中的应用 [J]. 价值工程, 2013, 32(27): 202
[8] Hussein A. Asphaltene deposition in flow system [D]. Calgary: The University of Calgary, 2003: 98
[9] Cui Y, Lan H Q, Kang Z L, et al. Updated CO_2/H_2S internal corrosion model of natural gas pipelines based on flow field calculations [J]. Corros. Eng. Sci. Technol., 2014, 49(1): 39

